ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 71635— 2024

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2024 г. № 1327-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2024

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Введение

В соответствии с требованиями пункта 50 правил [1] на объектах электроэнергетики, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации, должна быть обеспечена круглосуточная работа систем обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в диспетчерском управлении или в ведении которых находятся соответствующие объекты диспетчеризации.

Сбор и передача телеметрической информации с таких объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляются системами сбора и передачи информации.

Настоящий стандарт разработан в развитие правил [1] и направлен на обеспечение выполнения их положений при создании (модернизации) систем обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования

United power system and isolated power systems.
Operational dispatch control.
Systems for collecting and transmitting information from electric power facilities to dispatch centers of the subject of operational dispatch management in the electric power industry. Norms and requirements

Дата введения — 2024—11—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает функциональные и технические требования к системам сбора и передачи информации, устанавливаемым на объектах электроэнергетики и обеспечивающим сбор и передачу телеметрической информации (далее — телеинформация) в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, собственников и иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства (далее — владельцы объектов электроэнергетики), организаций, осуществляющих деятельность по разработке, созданию, модернизации, внедрению, наладке, эксплуатации автоматизированных систем управления технологическими процессами, систем сбора и передачи информации, систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора, а также проектных и научно-исследовательских организаций.

1.3 Требования настоящего стандарта следует учитывать при проектировании, создании, модернизации автоматизированных систем управления технологическими процессами, систем сбора и передачи информации, систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора на электрических подстанциях с высшим классом напряжения 35 кВ и выше, а также на электрических станциях установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более, оборудование и устройства которых относятся[1)] к объектам диспетчеризации.

1.4 Владельцами объектов электроэнергетики могут предъявляться дополнительные требования к системам сбора и передачи информации, устанавливаемым на объектах электроэнергетики и обеспечивающим сбор и передачу телеинформации в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, если эти требования не противоречат положениям настоящего стандарта.

[1)] Для строящихся объектов электроэнергетики следует учитывать еще не отнесенное к объектам диспетчеризации оборудование, которое будет отнесено к объектам диспетчеризации в соответствии с критериями, которые определяет субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в рамках рассмотрения и согласования схем внешнего электроснабжения, технических условий на технологическое присоединение, заданий на проектирование и проектной документации.

Издание официальное

1.5 Настоящий стандарт не устанавливает требования:

- к организации каналов связи и составу телеинформации, передаваемой в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

- организации телефонной связи для оперативных переговоров между объектом электроэнергетики и диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

1.6 Требования настоящего стандарта не распространяются на организацию дистанционного управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием электросетевого оборудования, устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), изменением нагрузки генерирующего оборудования электростанций из диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

1.7 Требования настоящего стандарта не распространяются на организацию информационного обмена для обеспечения функционирования устройств и комплексов РЗА.

1.8 Требования настоящего стандарта не распространяются на организацию сбора и передачи телеметрической информации в центры управления сетями, иные структурные подразделения, созданные собственниками и иными законными владельцами объектов электроэнергетики или потребителями электрической энергии для осуществления функций технологического управления и ведения в отношении принадлежащих им объектов электроэнергетики (далее — центр управления), а также на организацию телефонной связи для оперативных переговоров с персоналом указанных центров управления.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 1983 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ IEC 60870-4 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования

ГОСТ Р 27.102 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения

ГОСТ Р 54325 (IEC/TS 61850-2:2003) Сети и системы связи на подстанциях. Часть 2. Термины и определения

ГОСТ Р 57114 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

ГОСТ Р 59365 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования

ГОСТ Р 70451 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Подстанции электрические. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Условия создания. Нормы и требования

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 54325, ГОСТ Р 57114, ГОСТ Р 70451, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **измерительный преобразователь:** Техническое средство с нормируемыми метрологическими характеристиками, служащее для измерения и преобразования измеряемой величины в другую величину или измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации и передачи.

Примечание — Измерительный преобразователь может быть реализован в виде отдельного устройства или входить в состав иного устройства.

3.1.2 **система сбора и передачи информации объекта электроэнергетики;** ССПИ: Совокупность программно-технических средств, осуществляющих функции:

- сбора, обработки и передачи телеметрической информации в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, центр управления сетями и (или) иной центр управления с использованием каналов связи;
- телефонной связи для оперативных переговоров между объектом электроэнергетики и диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, центром управления сетями и (или) иным центром управления.

Примечание — ССПИ может быть реализована в виде самостоятельной автоматизированной системы или в виде функциональной подсистемы автоматизированной системы управления технологическим процессом объекта электроэнергетики. ССПИ входит в состав системы обмена технологической информацией объекта электроэнергетики с автоматизированной системой системного оператора.

3.1.3 **телеметрическая информация;** телеинформация: Параметры, характеризующие состояние, режим и условия функционирования электроэнергетической системы, оборудования объектов электроэнергетики, линий электропередачи, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, передаваемые в режиме реального времени с использованием специализированных протоколов информационного обмена.

3.1.4 **цифровой измерительный преобразователь:** Измерительный преобразователь со встроенным аналого-цифровым преобразователем.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВР — автоматический ввод резерва;

АРМ — автоматизированное рабочее место;

АСДУ — автоматизированная система диспетчерского управления;

АСУТП — автоматизированная система управления технологическими процессами объекта электроэнергетики;

ДЦ — диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

КА — коммутационный аппарат;

ЛЭП — линия электропередачи;

ПО — программное обеспечение;

СОЕВ — система обеспечения единого времени;

ТМ — телемеханика;

ТН — измерительный трансформатор напряжения;

ТТ — измерительный трансформатор тока;

ЩПТ — щит постоянного тока;

Ethernet — технология пакетной передачи данных между устройствами для компьютерных и промышленных сетей (см. [2]);

ICCP — протокол обмена информацией, соответствующий [3];

UTC(SU) — национальная шкала координированного времени Российской Федерации.

4 Общие положения

4.1 Объекты электроэнергетики, оборудование и устройства которых относятся[1)] к объектам диспетчеризации, для сбора и передачи телеинформации в ДЦ должны оснащаться ССПИ.

4.2 Перечень телеинформации, подлежащий сбору на объекте электроэнергетики и передаче в ДЦ, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.3 В общем случае ССПИ состоит:

- из устройств уровня процесса: измерительные преобразователи, преобразователи аналоговых и дискретных сигналов, осуществляющие сбор и преобразование в цифровой вид аналоговых и дискретных сигналов от вторичных цепей измерительных ТТ и ТН и блок-контактов коммутационных аппаратов и заземляющих разъединителей, измерительные преобразователи неэлектрических параметров (например, температуры воздуха, скорости ветра, энергетической освещенности (уровня инсоляции), уровня бьефа водохранилища и пр.);
- распределительных устройств напряжением 110 кВ и выше — устройств уровня присоединения: контроллеры присоединений, осуществляющие прием и обработку данных, полученных от устройств уровня процесса, а также последующую передачу данных в коммуникационные серверы (станционные контроллеры) ТМ;
- устройств уровня электростанции (подстанции): коммуникационные серверы (станционные контроллеры) ТМ, осуществляющие информационный обмен с АСДУ ДЦ;
- технологической локальной вычислительной сети ССПИ, включающей в себя коммутаторы, маршрутизаторы, межсетевые экраны и иное сетевое оборудование;
- СОЕВ, обеспечивающей прием сигналов эталонного времени и передачу национальной шкалы времени UTC(SU) устройствам ССПИ.

4.4 ССПИ выполняет технологические и системные функции, обеспечивающие решение поставленных задач по сбору и передаче телеинформации в ДЦ. Обмен информацией ССПИ с ДЦ осуществляется с использованием каналов связи.

4.5 К технологическим функциям относят:

- измерение, вычисление и сбор информации о текущих параметрах технологического режима работы и эксплуатационном состоянии ЛЭП, оборудования и устройств объекта электроэнергетики, а также неэлектрических параметров в объеме, необходимом для решения задач оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- предварительную обработку и верификацию собранной информации;
- передачу в ДЦ собранной информации о текущих параметрах технологического режима работы и эксплуатационном состоянии ЛЭП, оборудования и устройств объекта электроэнергетики, а также неэлектрических параметров.

4.6 К системным функциям ССПИ относят:

- синхронизацию по сигналам СОЕВ компонентов ССПИ и присвоение меток времени параметрам телеинформации;
- организацию внутрисистемных и межсистемных коммуникаций;
- контроль работоспособности устройств, входящих в состав ССПИ;
- информационное взаимодействие с имеющимися на объекте электроэнергетики автоматизированными системами и устройствами (комплексами) РЗА;
- информационное взаимодействие с АСДУ ДЦ;
- контроль состояния информационного обмена с устройствами, входящими в состав ССПИ;
- контроль состояния информационного обмена со смежными автоматизированными (автоматическими) системами объекта электроэнергетики и устройствами (комплексами) РЗА (если такой информационный обмен предусмотрен);
- контроль состояния информационного обмена с АСДУ ДЦ;
- тестирование и самодиагностику работоспособности компонентов ССПИ.

[1)] Для строящихся объектов электроэнергетики следует учитывать еще не отнесенное к объектам диспетчеризации оборудование, которое будет отнесено к объектам диспетчеризации в соответствии с критериями, которые определяет субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в рамках рассмотрения и согласования схем внешнего электроснабжения, технических условий на технологическое присоединение, заданий на проектирование и проектной документации.

5 Требования к передаче телеинформации в диспетчерские центры

5.1 Для передачи телеинформации в ДЦ должен использоваться протокол, соответствующий ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (допускается ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 при невозможности использования иных каналов связи с ДЦ, кроме существующих каналов высокочастотной связи по ЛЭП), или ICCP. Реализация протокола должна быть согласована с ДЦ в формуляре согласования приема (передачи) телеинформации.

5.2 Методы передачи телеинформации должны обеспечивать:

- при использовании протоколов, соответствующих ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 или ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, — возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачи телеинформации по запросу;
- при использовании протокола ICCP — возможность спорадической, циклической передачи телеинформации, а также передачи телеинформации по запросу.

5.3 Передача телеинформации в ДЦ должна осуществляться без промежуточной обработки. Под промежуточной обработкой понимается любое преобразование информации на уровне протокола передачи телеинформации программно-аппаратными средствами промежуточных пунктов, находящихся в канале связи между объектом электроэнергетики и ДЦ.

5.4 В ССПИ должна быть обеспечена возможность замещения и оперативного дорасчета параметров, передаваемых в ДЦ, в том числе возможность установки заданных значений посредством ручного ввода любому передаваемому в ДЦ параметру телеинформации. Параметры, значение которых задано посредством ручного ввода, при передаче в ДЦ должны иметь соответствующие признаки:

- замещения и блокировки в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101;
- ENTERED в поле источника (CurrentSource) при использовании ICCP .

5.5 В случае неработоспособности устройств, выполняющих функции измерения или сбора параметров, передаваемых в ДЦ, соответствующие параметры при передаче их в ДЦ должны иметь признак:

- недостоверности (некорректности) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101;
- NOTVALID в поле достоверности (Validity) при использовании ICCP.

5.6 Передача телеизмерений в ДЦ должна осуществляться в единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации.

5.7 Передача в ДЦ телесигналов положения КА должна осуществляться одним обобщенным телесигналом положения КА, формируемым методом одновременного получения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен» соответственно, получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контактов, отнесенных к одному положению КА.

При использовании протокола, соответствующего ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 или ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, передача в ДЦ обобщенного телесигнала должна выполняться с использованием идентификаторов типа информации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101:

- для спорадической передачи — кадр <M_DP_TB_1> 31 (двухэлементная информация с меткой времени CP56Время2a);
- для опроса — кадр <M_DP_NA_1> 3 (двухэлементная информация).

При использовании протокола ICCP должна обеспечиваться возможность передачи в составе набора данных двухпозиционных значений.

5.8 В ССПИ должна быть обеспечена возможность установки апертуры для всех передаваемых в ДЦ телеизмерений независимо для каждого параметра. При этом в ответ на команду общего опроса, полученную от ДЦ, должны передаваться текущие (актуальные на момент опроса) значения телеизмерений без учета установленных апертур.

5.9 Телеинформация, передаваемая в ДЦ, должна содержать метки времени UTC(SU) от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС) (основной источник) или иных спутниковых навигационных систем (резервный источник).

5.10 В случае неработоспособности СОЕВ метки времени передаваемой в ДЦ телеинформации должны иметь признак «недействительно» в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 или признак INVALID в поле качества метки времени (TimeStampQuality) при использовании ICCP.

6 Требования к сбору на объекте электроэнергетики информации, предназначенной для передачи в диспетчерские центры

6.1 Характеристики и производительность программно-аппаратных средств, выполняющих функции ССПИ, должны обеспечивать возможность измерения, сбора и передачи телеинформации в каналы связи в направлении ДЦ за время, не превышающее суммарно 1 с.

6.2 Присвоение меток времени должно осуществляться с разрешающей способностью не более 1 мс в устройствах уровня процесса и в устройствах уровня присоединения, осуществляющих фиксацию изменения состояния контролируемого оборудования.

6.3 При наличии АСУТП на объекте электроэнергетики для выполнения функций ССПИ не допускается применение устройств, не входящих в состав АСУТП.

6.4 При измерении метеорологических параметров (температуры окружающего воздуха, скорости ветра и т. п.) должны быть предусмотрены технические решения, исключающие влияние на измеряемые метеорологические параметры близкорасположенных препятствий (строений) и искусственных поверхностей, прямых солнечных лучей, осадков и иных факторов воздействия окружающей среды.

6.5 Места установки измерительных преобразователей энергетической освещенности (уровня инсоляции) не должны затеняться элементами конструкций, сооружений, деревьев и прочими препятствиями в течение светового дня. Плоскость приемной поверхности измерительных преобразователей энергетической освещенности (уровня инсоляции) должна быть параллельна плоскости рабочей поверхности фотоэлектрических модулей. Если имеется несколько групп фотоэлектрических модулей с разным положением рабочих поверхностей относительно солнца, при отсутствии возможности установить измерительные преобразователи в плоскости рабочей поверхности каждой (нескольких) группы модулей измерительные преобразователи должны быть установлены в плоскости рабочей поверхности большинства фотоэлектрических модулей.

6.6 Передаваемые в ДЦ телеизмерения величин энергетической освещенности (уровня инсоляции) от солнечных электростанций и скорости ветра от ветровых (ветроэлектрических) станций должны формироваться на соответствующих объектах электроэнергетики путем получения среднеарифметического значения результатов измерений энергетической освещенности (уровня инсоляции), скорости ветра в каждой точке измерения, где расположены измерительные преобразователи энергетической освещенности (уровня инсоляции), скорости ветра.

7 Технические требования к устройствам, выполняющим функции системы сбора и передачи информации объекта электроэнергетики

7.1 Устройства, выполняющие функции ССПИ, должны быть реализованы в исполнении, обеспечивающем показатели надежности в соответствии с разделом 8, и иметь встроенные средства самодиагностики.

7.2 Устройства уровня процесса (за исключением измерительных преобразователей неэлектрических параметров) и уровня присоединения должны иметь не менее двух сетевых интерфейсов для подключения к локальной вычислительный сети. Рекомендуемый тип интерфейса — Ethernet (см. [2]).

7.3 Каждый комплект коммуникационного сервера (станционного контроллера) ТМ должен обеспечивать возможность передачи данных в направлении ДЦ одновременно по двум соединениям, организованным на уровне протокола обмена, указанного в 5.1, в каждом из двух каналов связи.

7.4 Устройства уровня процесса (за исключением измерительных преобразователей неэлектрических параметров) и уровня присоединения должны:

- обеспечивать функционирование в непрерывном круглосуточном режиме в течение установленных производителем сроков службы;
- иметь индикаторы на лицевой панели, отражающие состояние электропитания;
- иметь встроенные средства контроля технического состояния с возможностью передачи значений контролируемых параметров в коммуникационные серверы (станционные контроллеры) ТМ;
- иметь энергонезависимую память для хранения программ и данных конфигурации.

7.5 В качестве устройств, обеспечивающих измерение (и вычисление) текущих параметров технологического режима электроэнергетического оборудования, в ССПИ могут использоваться:

- цифровые измерительные преобразователи;
- устройства синхронизированных векторных измерений, соответствующие ГОСТ Р 59365, а также устройства с функцией выполнения синхронизированных векторных измерений, реализованной в соответствии с ГОСТ Р 59365;
- устройства РЗА при условии их соответствия требованиям настоящего стандарта.

7.6 Все измерительные преобразователи, используемые в составе ССПИ, должны:

- быть утвержденными как тип средства измерений в соответствии с [4];
- устанавливаться на объектах электроэнергетики прошедшими поверку в соответствии с [4];
- на этапе постоянной эксплуатации подвергаться контролю метрологических характеристик в соответствии с локальными нормативными документами владельцев объектов электроэнергетики.

7.7 Для выполнения измерений параметров технологического режима электроэнергетического оборудования, режимов функционирования оборудования объектов электроэнергетики и ЛЭП в ССПИ должны использоваться:

- цифровые измерительные преобразователи с пределами допускаемых основных погрешностей измерения активной и реактивной мощности трехфазной системы при симметричной нагрузке, указанными в таблицах 1 и 2;

Таблица 1 — Пределы допускаемой основной погрешности активной мощности

Значение тока при $0{,}8U_{ном} \le U \le 1{,}5U_{ном}$	Коэффициент cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности активной мощности, %
$0{,}01I_{ном} \le I \le 0{,}05I_{ном}$	1,00	±1,0
$0{,}05I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$		±0,5
$0{,}02I_{ном} \le I \le 0{,}10I_{ном}$	0,50 (при индуктивной нагрузке) и 0,80 (при емкостной нагрузке)	±1,0
$0{,}10I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$		±0,6
$0{,}10I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	0,25 (при индуктивной нагрузке) и 0,50 (при емкостной нагрузке)	±1,0

Таблица 2 — Пределы допускаемой основной погрешности реактивной мощности

Значение тока при $0{,}8U_{ном} \le U \le 1{,}5U_{ном}$	Коэффициент sin φ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности реактивной мощности, %
$0{,}02I_{ном} \le I \le 0{,}05I_{ном}$	1,00	±1,5
$0{,}05I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$		±1,0
$0{,}05I_{ном} \le I \le 0{,}10I_{ном}$	0,50	±1,5
$0{,}10I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$		±1,0
$0{,}10I_{ном} \le I \le 1{,}2I_{ном}$	0,25	±1,5

- измерительные обмотки (керны) ТТ с классом точности не ниже 0,5S по ГОСТ 7746. Допускается использование измерительных обмоток (кернов) ТТ с классом точности не ниже 0,5 до реконструкции первичного оборудования, включающей замену измерительных ТТ, а также для присоединений напряжением ниже 110 кВ и генерирующего оборудования с кратковременным (длительностью не более 15 мин) характером технологического режима работы в диапазоне нагрузки от 0 % до 5 % от номинальной мощности;
- измерительные обмотки (керны) ТН с классом точности не ниже 0,5 по ГОСТ 1983.

7.8 Цифровые измерительные преобразователи должны обеспечивать измерение частоты с пределом допускаемой основной абсолютной погрешности не более ±0,01 Гц, при этом значения частоты должны передаваться в ДЦ не менее чем с тремя цифрами после запятой.

7.9 В местах установки цифровых измерительных преобразователей должны быть реализованы технические мероприятия по исключению или минимизации дополнительных погрешностей от влияния внешних величин на результат измерений.

7.10 Требования к метрологическим характеристикам измерительных преобразователей неэлектрических параметров устанавливаются владельцем объекта электроэнергетики.

8 Требования к надежности устройств, выполняющих функции системы сбора и передачи информации объекта электроэнергетики

8.1 Показатели надежности ССПИ должны соответствовать следующим требованиям:

- коэффициент готовности в соответствии с классом готовности А3 по ГОСТ IEC 60870-4;
- среднее время ремонта — не более значения в соответствии с классом времени ремонта RT3 по ГОСТ IEC 60870-4;
- безотказность — не ниже значения безотказности в соответствии с классом безотказности R2 по ГОСТ IEC 60870-4.

8.2 Рекомендуется применять для целей ССПИ устройства без вращающихся элементов (вентиляторов, накопителей на жестких магнитных дисках).

8.3 Ремонтопригодность технических средств, выполняющих функции ССПИ, должна обеспечиваться возможностью замены поврежденного функционального модуля (блока) или типового элемента с последующим его ремонтом.

8.4 Устройства, выполняющие функции ССПИ, не должны давать ложных сигналов:

- при снятии и подаче электропитания и оперативного тока (в том числе обратной полярности);
- снижении или повышении напряжения электропитания и/или в цепях оперативного тока, а также замыканиях на землю в цепях оперативного тока;
- перезапуске устройства.

8.5 Обновление встроенного ПО устройств, выполняющих функции ССПИ, не должно изменять текущие конфигурационные настройки этих устройств.

8.6 Устройства, выполняющие функции ССПИ, должны иметь защиту от зависания устройств — сторожевые таймеры.

8.7 Отключение или сбои в работе АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики не должны приводить к отказу или сбоям функций ССПИ.

8.8 Коммуникационные серверы (станционные контроллеры) ТМ должны содержать два комплекта аппаратного и ПО, и поддерживать технологию нагруженного резерва по ГОСТ 27.102 («горячий» резерв). Допускается использование технологии резервирования замещением по ГОСТ 27.102, при этом передача функций резервному устройству должна осуществляться за время, не превышающее 30 секунд с момента нарушения функционирования основного (отказавшего) устройства.

8.9 Комплекты коммуникационного сервера (станционного контроллера) ТМ по возможности должны быть размещены в разных телекоммуникационных шкафах.

8.10 Каждое устройство, выполняющее функции ССПИ, должно выполнять свои основные функции в случае отказа каналов связи с ДЦ.

8.11 Топология технологической локальной сети и принципы резервирования сетевого оборудования, выполняющего функции ССПИ, должны быть определены с учетом сохранения работоспособности сети при единичном отказе активного сетевого оборудования либо повреждении кабельной инфраструктуры на одном из участков.

9 Требования к организации электропитания устройств, выполняющих функции системы сбора и передачи информации объекта электроэнергетики

9.1 Устройства ССПИ уровня присоединения и уровня электростанции (подстанции) должны быть подключены к двум независимым источникам электропитания с отсутствием единой точки отказа. При этом:

- устройства, оснащенные двумя блоками питания, должны быть подключены к разным источникам электропитания от разных секций ЩПТ;

- устройства, оснащенные одним блоком питания, должны подключаться к двум источникам электропитания от разных секций ЩПТ через устройство АВР;

- емкость аккумуляторных батарей, используемых в системе электропитания устройств ССПИ, должна обеспечивать работоспособность устройств ССПИ уровня присоединения и уровня электростанции (подстанции) не менее 1 ч.

9.2 Положение байпасов, устройств АВР, состояние заряда аккумуляторов, состояние инверторов, используемых для электропитания устройств ССПИ, должны диагностироваться и отображаться на АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики (при его наличии).

Библиография

[1] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937)

[2] IEEE 802.3:2018 Стандарт Института инженеров электротехники и электроники технологий по пакетной передаче данных между устройствами для компьютерных и промышленных сетей (IEEE Standard for Ethernet)

[3] МЭК 60870-6 (все части) Аппаратура и системы телеуправления. Часть 6. Протоколы телеуправления, совместимые со стандартами ИСО и рекомендациями МСЭ-Т (Telecontrol equipment and systems — Part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations)

[4] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010-10

Ключевые слова: энергосистема, дистанционное управление, информационный обмен, автоматизированная система управления технологическими процессами, система сбора и передачи информации

Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *М.В. Малеевой*

Сдано в набор 03.10.2024. Подписано в печать 09.10.2024. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,55.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

ОКС 27.010-10

Поправка к ГОСТ Р 71635—2024 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Библиографические данные. Код ОКС	27.010-10	27.010-01

(ИУС № 6 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru